

Регистрационный № 85272-22

Лист № 1
Всего листов 5

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система измерений количества и показателей качества газа на объекте четвертого участка Ачимовских отложений Уренгойского НГКМ ООО «Ачим Девелопмент»

Назначение средства измерений

Система измерений количества и показателей качества газа на объекте четвертого участка Ачимовских отложений Уренгойского НГКМ ООО «Ачим Девелопмент» (далее – СИКГ) предназначена для непрерывного автоматического вычисления объемного расхода и параметров качества природного газа (далее – газ), приведённого к стандартным условиям (температура 20 °С, абсолютное давление 101,325 кПа), отображения и регистрации результатов измерений газа.

Описание средства измерений

СИКГ представляет собой единичный экземпляр измерительной системы, спроектированной для конкретного объекта из компонентов серийного производства. Монтаж и наладка СИКГ осуществлены непосредственно на объекте эксплуатации в соответствии с проектной документацией СИКГ и эксплуатационными документами ее компонентов. Заводской номер СИКГ 1143.

Принцип действия СИКГ основан на непрерывном измерении, преобразовании и обработке при помощи системы обработки информации (далее – СОИ) входных сигналов, поступающих по измерительному каналу от средств измерений объемного расхода, давления и температуры. Компонентный состав газа определяют в аккредитованной лаборатории. Вычисление физических свойств газа проводится в соответствии с ГОСТ 30319.3-2015. СОИ автоматически проводит вычисление объемного расхода и объема газа, приведенных к стандартным условиям, по результатам измерений объемного расхода, давления и температуры газа и известному компонентному составу.

В состав СИКГ входят:

- входной и выходной коллектор;
- три измерительных линии (две рабочих и одна резервная)
- блок контроля качества газа;
- СОИ.

Средства измерений (далее – СИ), входящие в состав СИКГ и участвующие в измерении объемного расхода и объема газа, приведенных к стандартным условиям, представлены в таблице 1.

Таблица 1 – СИ, входящие в состав СИКГ

Наименование	Количество, шт.	Регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений
Счетчик газа ультразвуковой FLOWSIC600-XT	3	67355-17
Датчик давления Метран-150	3	32854-13
Датчик температуры Rosemount 644	3	63889-16
Хроматограф газовый промышленный специализированный МикроСАМ РУС	1	60791-15
Преобразователь измерительный постоянного тока ПТН-Е2Н	2	42693-15
Контроллер измерительный FloBoss S600+	2	64224-16

Основные функции СИКГ:

СИКГ обеспечивает выполнение основных функций:

- автоматическое определение расхода и количества природного газа, приведенного к стандартным условиям;
- автоматическое циклическое измерение компонентного состава природного газа, расчет плотности, объемной теплоты сгорания, числа Воббе и автоматический ввод измеренных значений в контроллер расхода газа;
- автоматическое измерение точки росы по влаге и углеводородам;
- ввод с клавиатуры или переносного терминала условно-постоянных параметров;
- автоматический сбор, а также отображение текущей, предупредительной и аварийной информации о состоянии оборудования;
- формирование и хранение в базе данных архивов, содержащих измеренные и вычисленные значения (данные), а также архивов событий;
- формирование и документирование периодических отчетов;
- архивирование отчетной информации;
- передача информации о расходе и качественных характеристиках газа, а также о режимах работы узла учета газа на верхний уровень.

В СИКГ предусмотрена защита от несанкционированного доступа к системной информации, программным средствам, текущим данным и параметрам настройки (механические пломбы, индивидуальные пароли и программные средства для защиты файлов и баз данных, ведение журналов событий). Пломбировка элементов СИКГ проводится в соответствии с их эксплуатационной документацией. Должна быть обеспечена возможность пломбирования, нанесения оттисков клейм или наклеек на СИ, входящие в состав СИКГ. Пломбирование СИКГ не предусмотрено. Заводской номер СИКГ размещен на табличке, прикрепленной к блок-боксу СИКГ.

Программное обеспечение

Программное обеспечение (далее – ПО) СИКГ базируется на ПО контроллера измерительного FloBoss S600+ (далее – контроллер).

ПО СИКГ защищено от несанкционированного доступа, изменения алгоритмов и установленных параметров путем применения систем идентификации пользователя с помощью логина, пароля и пломбировки корпуса контроллера. Метрологические характеристики СИКГ нормированы с учетом влияния ПО.

Уровень защиты ПО «высокий» в соответствии с Р 50.2.077–2014. Идентификационные данные ПО приведены в таблице 2.

Таблица 2 – Идентификационные данные ПО контроллера

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	LinuxBinary.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	06.25
Цифровой идентификатор ПО	0x1990

Метрологические и технические характеристики

Метрологические характеристики представлены в таблице 3, основные технические характеристики представлены в таблице 4.

Таблица 3 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений объемного расхода газа, приведенного к стандартным условиям, по одной измерительной линии, м ³ /ч	от 22874,9 до 938323
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений объемного расхода и объема газа, приведенных к стандартным условиям, %: – при определении компонентного состава газа хроматографом согласно ГОСТ 31371.7-2008; – при принятии значений молярных долей компонентов газа за условно-постоянную величину	±0,8 ±1,0

Таблица 4 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Объемный расход газа, при рабочих условиях по одной измерительной линии, м ³ /ч	от 420 до 10000
Температура газа, °С	от -10,0 до +15,0
Давление газа (абсолютное), МПа	от 4,8 до 6,5
Измеряемая среда	осушенный природный газ
Количество измерительных линий, шт	3 (2 рабочие, 1 резервная)
Условный диаметр измерительных линий, мм	350
Режим работы системы	непрерывный, автоматизированный
Параметры электрического питания: – напряжение переменного тока, В – частота переменного тока, Гц	380±38, 3-х фазное; 220±22, однофазное 50±1
Условия эксплуатации: - температура окружающей среды в блок-боксе, °С - температура окружающей среды в помещении операторной, °С - относительная влажность окружающей среды, % - атмосферное давление, кПа	от +5 до +40 от +15 до +25 от 30 до 80 от 86,6 до 102,0

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист руководства по эксплуатации типографским способом.

Комплектность средства измерений

Комплектность СИКГ представлена в таблице 5

Таблица 5 – Комплектность

Наименование	Обозначение	Количество, шт./экз.
Система измерений количества и параметров газа на объекте четвертого участка Ачимовских отложений Уренгойского НГКМ ООО «Ачим Девелопмент»	—	1
Руководство по эксплуатации	1450.19.01.00.00.000 РЭ	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Государственная система обеспечения единства измерений. Методика измерений объемного расхода и объема газа системой измерений количества и показателей качества газа на объекте четвертого участка Ачимовских отложений Уренгойского НГКМ ООО «Ачим Девелопмент», свидетельство об аттестации методики (метода) измерений № RA.RU.313391/96013-24, регистрационный номер в федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений ФР.1.29.2025.50333.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

П. 6.7.1 Постановления правительства Российской Федерации №1847 от 16.11.2020 «Об утверждении перечня измерений, относящихся к сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений»

Правообладатель

Общество с ограниченной ответственностью Научно-производственное предприятие «ГКС»

(ООО НПП «ГКС»)

Юридический адрес: 420107, Республика Татарстан, г. Казань, ул. Тази Гиззата, д.3
ИНН 1655107067

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью Научно-производственное предприятие «ГКС»

(ООО НПП «ГКС»)

Адрес: 420107, Республика Татарстан, г. Казань, ул. Тази Гиззата, д.3
ИНН 1655107067

Телефон: +7 (843) 221 70 00

Факс: +7 (843) 221 70 01

E-mail: mail@nppgks.com

Испытательный центр

Всероссийский Научно-Исследовательский Институт Расходомерии – филиал
Федерального Государственного Унитарного Предприятия «Всероссийский
Научно-Исследовательский Институт Метрологии им. Д.И. Менделеева»

(ВНИИР – филиал ФГУП «ВНИИМ им. Д.И. Менделеева»)

Юридический адрес: 190005, г. Санкт-Петербург, Московский пр-кт, д. 19

Адрес места осуществления деятельности: 420088, г. Казань, ул. 2-я Азинская, д. 7А

Телефон: 8 (843) 272-70-62, Факс (843) 272-00-32

E-mail: office@vniir.org

Уникальный номер записи об аккредитации в реестре аккредитованных лиц
RA.RU.310592

Регистрационный № 85392-22

Лист № 1
Всего листов 5

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система измерений количества и показателей качества газа на объекте пятого участка Ачимовских отложений Уренгойского НГКМ ООО «Ачим Девелопмент»

Назначение средства измерений

Система измерений количества и показателей качества газа на объекте пятого участка Ачимовских отложений Уренгойского НГКМ ООО «Ачим Девелопмент» (далее – СИКГ) предназначена для непрерывного автоматического вычисления объемного расхода и параметров качества природного газа (далее – газ), приведённого к стандартным условиям (температура 20 °С, абсолютное давление 101,325 кПа), отображения и регистрации результатов измерений газа.

Описание средства измерений

СИКГ представляет собой единичный экземпляр измерительной системы, спроектированной для конкретного объекта из компонентов серийного производства. Монтаж и наладка СИКГ осуществлены непосредственно на объекте эксплуатации в соответствии с проектной документацией СИКГ и эксплуатационными документами ее компонентов. Заводской номер СИКГ 1144.

Принцип действия СИКГ основан на непрерывном измерении, преобразовании и обработке при помощи системы обработки информации (далее – СОИ) входных сигналов, поступающих по измерительному каналу от средств измерений объемного расхода, давления и температуры. Компонентный состав газа определяют в аккредитованной лаборатории. Вычисление физических свойств газа проводится в соответствии с ГОСТ 30319.3-2015. СОИ автоматически проводит вычисление объемного расхода и объема газа, приведенных к стандартным условиям, по результатам измерений объемного расхода, давления и температуры газа и известному компонентному составу.

В состав СИКГ входят:

- входной и выходной коллектор;
- четыре измерительных линии (три рабочих и одна резервная)
- блок контроля качества газа;
- СОИ;
- система дренажа;
- линия связи.

Средства измерений (далее – СИ), входящие в состав СИКГ и участвующие в измерении объемного расхода и объема газа, приведенных к стандартным условиям, представлены в таблице 1.

Таблица 1 – СИ, входящие в состав СИКГ

Наименование	Количество, шт.	Регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений
Счетчик газа ультразвуковой FLOWSIC600-ХТ	4	67355-17
Датчик давления Метран-150	4	32854-13
Датчик температуры Rosemount 644	4	63889-16
Хроматограф газовый промышленный специализированный МикроСАМ РУС	1	60791-15
Преобразователь измерительный постоянного тока ПТН-Е2Н	2	42693-15
Контроллер измерительный FloBoss S600+	2	64224-16

Основные функции СИКГ:

СИКГ обеспечивает выполнение основных функций:

- автоматическое определение расхода и количества природного газа, приведенного к стандартным условиям;
- автоматическое циклическое измерение компонентного состава природного газа, расчет плотности, объемной теплоты сгорания, числа Воббе и автоматический ввод измеренных значений в контроллер расхода газа;
- автоматическое измерение точки росы по влаге и углеводородам;
- ввод с клавиатуры или переносного терминала условно-постоянных параметров;
- автоматический сбор, а также отображение текущей, предупредительной и аварийной информации о состоянии оборудования;
- формирование и хранение в базе данных архивов, содержащих измеренные и вычисленные значения (данные), а также архивов событий;
- формирование и документирование периодических отчетов;
- архивирование отчетной информации;
- передача информации о расходе и качественных характеристиках газа, а также о режимах работы узла учета газа на верхний уровень.

В СИКГ предусмотрена защита от несанкционированного доступа к системной информации, программным средствам, текущим данным и параметрам настройки (механические пломбы, индивидуальные пароли и программные средства для защиты файлов и баз данных, ведение журналов событий). Пломбировка элементов СИКГ проводится в соответствии с их эксплуатационной документацией. Должна быть обеспечена возможность пломбирования, нанесения оттисков клейм или наклеек на СИ, входящие в состав СИКГ. Пломбирование СИКГ не предусмотрено. Заводской номер СИКГ размещен на табличке, прикрепленной к блок-боксу СИКГ.

Программное обеспечение

Программное обеспечение (далее – ПО) СИКГ базируется на ПО контроллера измерительного FloBoss S600+ (далее – контроллер).

ПО СИКГ защищено от несанкционированного доступа, изменения алгоритмов и установленных параметров путем применения систем идентификации пользователя с помощью логина, пароля и пломбировки корпуса контроллера. Метрологические характеристики СИКГ нормированы с учетом влияния ПО.

Уровень защиты ПО «высокий» в соответствии с Р 50.2.077–2014. Идентификационные данные ПО приведены в таблице 2.

Таблица 2 – Идентификационные данные ПО контроллера

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	LinuxBinary.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	06.25
Цифровой идентификатор ПО	0x1990

Метрологические и технические характеристики

Метрологические характеристики представлены в таблице 3, основные технические характеристики представлены в таблице 4.

Таблица 3 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений объемного расхода газа, приведенного к стандартным условиям, по одной измерительной линии, м ³ /ч	от 22871,5 до 946002
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений объемного расхода и объема газа, приведенных к стандартным условиям, %: – при определении компонентного состава газа хроматографом согласно ГОСТ 31371.7-2008; – при принятии значений молярных долей компонентов газа за условно-постоянную величину	±0,8 ±1,0

Таблица 4 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Объемный расход газа, при рабочих условиях по одной измерительной линии, м ³ /ч	от 420 до 10000
Температура газа, °С	от -10,0 до +15,0
Давление газа (абсолютное), МПа	от 4,8 до 6,5
Измеряемая среда	осушенный природный газ
Количество измерительных линий, шт	4 (3 рабочие, 1 резервная)
Условный диаметр измерительных линий, мм	350
Режим работы системы	непрерывный, автоматизированный
Параметры электрического питания: – напряжение переменного тока, В – частота переменного тока, Гц	380±38, 3-х фазное; 220±22, однофазное 50±1
Условия эксплуатации: - температура окружающей среды в блок-боксе, °С - температура окружающей среды в помещении операторной, °С - относительная влажность окружающей среды, % - атмосферное давление, кПа	от +5 до +40 от +15 до +25 от 30 до 80 от 86,6 до 102,0

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист руководства по эксплуатации типографским способом.

Комплектность средства измерений

Комплектность СИКГ представлена в таблице 5

Таблица 5 – Комплектность

Наименование	Обозначение	Количество, шт./экз.
Система измерений количества и показателей качества газа на объекте пятого участка Ачимовских отложений Уренгойского НГКМ ООО «Ачим Девелопмент»	—	1
Руководство по эксплуатации	1450.19.02.00.00.000 РЭ	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Государственная система обеспечения единства измерений. Методика измерений объемного расхода и объема газа системой измерений количества и показателей качества газа на объекте пятого участка Ачимовских отложений Уренгойского НГКМ ООО «Ачим Девелопмент», свидетельство об аттестации методики (метода) измерений № RA.RU.313391/95013-24, регистрационный номер в федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений ФР.1.29.2025.50334.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

П. 6.7.1 Постановления правительства Российской Федерации №1847 от 16.11.2020 «Об утверждении перечня измерений, относящихся к сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений»

Правообладатель

Общество с ограниченной ответственностью Научно-производственное предприятие «ГКС»
(ООО НПП «ГКС»)
Юридический адрес: 420107, Республика Татарстан, г. Казань, ул. Тази Гиззата, д.3
ИНН 1655107067

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью Научно-производственное предприятие «ГКС»
(ООО НПП «ГКС»)
ИНН 1655107067
Адрес: 420107, Республика Татарстан, г. Казань, ул. Тази Гиззата, д.3
Телефон: +7 (843) 221 70 00
Факс: +7 (843) 221 70 01
E-mail: mail@nppgks.com

Испытательный центр

Всероссийский Научно-Исследовательский Институт Расходомерии – филиал
Федерального Государственного Унитарного Предприятия «Всероссийский
Научно-Исследовательский Институт Метрологии им. Д.И. Менделеева»

(ВНИИР – филиал ФГУП «ВНИИМ им. Д.И. Менделеева»)

Юридический адрес: 190005, г. Санкт-Петербург, Московский пр-кт, д. 19

Адрес места осуществления деятельности: 420088, г. Казань, ул. 2-я Азинская, д. 7А

Телефон: 8 (843) 272-70-62, Факс (843) 272-00-32

E-mail: office@vniir.org

Уникальный номер записи об аккредитации в реестре аккредитованных лиц
RA.RU.310592

Регистрационный № 88340-23

Лист № 1
Всего листов 6

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система измерений количества и показателей качества нефти № 516
ЦПС Бахилковского месторождения

Назначение средства измерений

Система измерений количества и показателей качества нефти № 516 ЦПС Бахилковского месторождения (далее – СИКН) предназначена для измерения массового расхода (массы) нефти.

Описание средства измерений

Принцип действия СИКН основан на косвенном методе динамических измерений с помощью турбинных преобразователей расхода жидкости. Выходные сигналы преобразователей расхода, давления, температуры, плотности, объемной доли воды в нефти по линиям связи поступают в систему обработки информации, которая принимает информацию и производит вычисление массы и показателей качества нефти по реализованному в ней алгоритму.

Конструктивно СИКН представляет собой единичный экземпляр измерительной системы, спроектированной и смонтированной для конкретного объекта из компонентов серийного производства. В состав СИКН входят:

- 1) блок измерительных линий (БИЛ), состоящий из четырех измерительных линий (трех рабочих и одной резервной);
- 2) блок измерений показателей качества нефти (БИК), предназначенный для измерения показателей качества нефти;
- 3) система сбора и обработки информации (СОИ), предназначенная для сбора и обработки информации, поступающей от измерительных преобразователей, а также для вычислений, индикации и регистрации результатов измерений.

В состав СИКН входят автономные измерительные блоки, представленные средствами измерений, приведёнными в таблице 1.

Таблица 1 – Состав СИКН

Наименование и тип средства измерений	Место установки	Регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений
Преобразователи расхода жидкости турбинные HELIFLU TZ-N с Ду 150 мм, мод. 150-600	БИЛ	15427-01
Преобразователи давления измерительные АИР-20/М2	БИЛ, БИК	63044-16*

Наименование и тип средства измерений	Место установки	Регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений
Преобразователи давления измерительные РС, мод. РС-28	БИЛ, БИК	29147-05* 29147-11
Преобразователи давления измерительные РС, мод. РС-28	БИЛ, БИК	21027-01 21027-06
Преобразователи давления измерительные РС, мод. РС-28	БИЛ, БИК	48825-12*
Преобразователи измерительные к датчикам температуры 244	БИЛ, БИК	14684-00
Преобразователи измерительные к датчикам температуры 644	БИЛ, БИК	14683-00
Преобразователи измерительные 644	БИЛ, БИК	14683-04 14683-09
Термопреобразователи сопротивления платиновые 65	БИЛ, БИК	22257-01 22257-05
Датчики температуры 644	БИЛ, БИК	39539-08*
Датчики температуры ТСПТ Ex	БИЛ, БИК	75208-19*
Термопреобразователи прецизионные ПТ 0304-ВТ	БИЛ, БИК	77963-20*
Преобразователи плотности жидкости измерительные 7835	БИК	15644-01 15644-06*
Влагомеры нефти поточные УДВН-1пм, мод. УДВН-1пм	БИК	14557-05 14557-15
Счетчики жидкости турбинные CRA/MRT 97	БИК	22214-01
Комплекс измерительно-вычислительный ИМЦ-03	СОИ	19240-00
Примечания 1) Средства измерений помеченные * находятся в резерве. При необходимости средства измерений эксплуатирующиеся в составе СИКН могут быть заменены на находящиеся в резерве. 2) В состав СИКН входят показывающие средства измерений давления и температуры нефти утверждённых типов.		

СИКН обеспечивает выполнение следующих функций:

- автоматическое вычисление массы «брутто» нефти;
- автоматизированное вычисление массы «нетто» нефти;
- автоматическое измерение технологических параметров (температуры и давления);
- автоматическое измерение показателей качества нефти (плотности и массовой доли воды в нефти);
- отображение (индикацию), регистрацию и архивирование результатов измерений;
- поверку преобразователей расхода на месте эксплуатации без прекращения учётных операций;
- контроль метрологических характеристик преобразователей расхода, поточных плотномеров и влагомеров на месте эксплуатации без прекращения ТКО;
- отбор объединённой пробы нефти по ГОСТ 2517-2012 «Нефть и нефтепродукты. Методы отбора проб»;

- получения 2-часовых, сменных, суточных и месячных отчётов, актов приёма-сдачи нефти, паспортов качества и журналов регистрации показаний средств измерений с выводом данных на дисплей и на печатающее устройство;
- дистанционное управление запорной арматурой;
- контроль герметичности запорной арматуры, влияющей на результат измерений по СИКН.

Место расположения СИКН, заводской номер 516: пункт подготовки и сдачи нефти № 2 (ППСН № 2) ПАО «ННК-Варьеганнефтегаз». Пломбирование средств измерений, находящихся в составе СИКН осуществляется согласно требований их описаний типа или МИ 3002-2006 «Рекомендация. ГСИ. Правила пломбирования и клеймения средств измерений и оборудования, применяемых в составе систем измерений количества и показателей качества нефти и поверочных установок». Заводской номер в виде цифрового обозначения нанесён типографским способом на информационную табличку установленную перед входом СИКН. Нанесение знака поверки на СИКН не предусмотрено.

Общий вид СИКН представлен на рисунке 1. Место нанесения заводского номера приведено на рисунке 2.



Рисунок 1 – Общий вид СИКН



Рисунок 2 – Место нанесения заводского номера

Программное обеспечение

Программное обеспечение (далее – ПО) СИКН представлено встроенным прикладным ПО комплекса измерительно-вычислительного ИМЦ-03 и АРМ оператора «RATE АРМ оператора УУН».

Идентификационные данные программного обеспечения приведены в таблице 2. Уровень защиты программного обеспечения «средний» в соответствии с Р 50.2.077-2014 «ГСИ. Испытания средств измерений в целях утверждения типа. Проверка защиты программного обеспечения».

Таблица 2 – Идентификационные данные программного обеспечения

Идентификационные данные (признаки)	ПО ИВК	ПО АРМ оператора
Идентификационное наименование ПО	ИВК «ИМЦ-03»	«RATE АРМ оператора УУН»
Номер версии (идентификационный номер) ПО	342.04.01	2.0.1.10
Цифровой идентификатор ПО	ODE929A8	

Метрологические и технические характеристики

Таблица 3 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Диапазон объёмного расхода, м ³ /ч	от 80 до 1000
Пределы допускаемой относительной погрешности измерения, %:	
– массы брутто нефти	±0,25
– массы нетто нефти	±0,35

Таблица 4 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Количество измерительных линий	4 (3 рабочие, 1 резервная)
Измеряемая среда	нефть по ГОСТ Р 51858-2002
Характеристики измеряемой среды:	
– температура, °С	от +10 до +40
– давление, МПа	от 0,3 до 5,4
– плотность при температуре +20 °С, кг/м ³	от 806 до 830
– кинематическая вязкость, мм ² /с, не более	6,0
– массовая доля воды в нефти, %, не более	1
– массовая доля механических примесей, %, не более	0,05
– массовая концентрация хлористых солей, мг/дм ³ , не более	100
Режим работы	непрерывный
Условия эксплуатации:	
Температура окружающего воздуха, °С	
– для первичных преобразователей	от +5 до +30
– СОИ (ИБК и АРМ оператора)	от +15 до +25

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист инструкции по эксплуатации СИКН типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 5 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество, экз.
Система измерений количества и показателей качества нефти № 516 ЦПС Бахировского месторождения	–	1
Инструкция по эксплуатации	–	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе ВЯ-1910/2025 «Масса нефти. Методика измерений системой количества и показателей качества нефти (СИКН) № 516», аттестованном ФБУ «Тюменский ЦСМ», свидетельство об аттестации № 1910/01.00248-2014/2025 от 09.04.2025 г.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

Постановление Правительства РФ от 16 ноября 2020 г. № 1847 «Об утверждении перечня измерений, относящихся к сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений»

Приказ Росстандарта от 26 сентября 2022 г. № 2356 «Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений массы и объема жидкости в потоке, объёма жидкости и вместимости при статических измерениях, массового и объемного расходов жидкости»

Правообладатель

Публичное акционерное общество «ННК-Варьеганнефтегаз»

(ПАО «ННК-Варьеганнефтегаз»)

ИНН 8609000160

Юридический адрес: 628462, Ханты-Мансийский автономный округ - Югра, г.о. Радужный, г. Радужный, мкр. 2, д. 21

Изготовитель

Публичное акционерное общество «Варьеганнефтегаз»

(ПАО «Варьеганнефтегаз»)

ИНН 8609000160

Адрес: 628464, Ханты-Мансийский автономный округ – Югра, г. Радужный, 2 мкр., д. 21

Испытательный центр

Федеральное бюджетное учреждение «Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и испытаний в Тюменской и Курганской областях, Ханты-Мансийском автономном округе - Югре, Ямало-Ненецком автономном округе»

(ФБУ «Тюменский ЦСМ»)

Адрес: 625027, Тюменская обл., г.о. город Тюмень, г. Тюмень, ул. Минская, д. 88

Телефон: (3452) 500-532

Web-сайт: <https://тцсм.рф>

E-mail: info@csm72.ru

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц RA.RU.311495

Регистрационный № 67402-17

Лист № 1
Всего листов 6

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «Лента» ТЦ Л-136 г. Волгоград, ул. Космонавтов, 30

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «Лента» ТЦ Л-136 г. Волгоград, ул. Космонавтов, 30 (далее – АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии и мощности, сбора, обработки, хранения, формирования отчетных документов и передачи полученной информации.

Описание средства измерений

АИИС КУЭ представляет собой многофункциональную двухуровневую автоматизированную систему с централизованным управлением и распределенной функцией измерений.

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

1-й уровень – измерительно-информационные комплексы (ИИК), включающие в себя измерительные трансформаторы тока (ТТ), измерительные трансформаторы напряжения (ТН), счетчики активной и реактивной электрической энергии (счетчики), вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных.

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий в себя сервер баз данных (СБД) с программным обеспечением (ПО) «АльфаЦЕНТР», автоматизированное рабочее место (АРМ), устройство синхронизации системного времени (УССВ), а также совокупность аппаратных, каналообразующих и программных средств, выполняющих сбор информации с нижних уровней, её обработку и хранение.

Первичные токи и напряжения трансформируются измерительными трансформаторами в аналоговые сигналы низкого уровня, которые по проводным линиям связи поступают на соответствующие входы электронного счетчика электрической энергии. В счетчике мгновенные значения аналоговых сигналов преобразуются в цифровой сигнал. По мгновенным значениям силы электрического тока и напряжения в микропроцессоре счетчика вычисляются мгновенные значения активной и полной мощности, которые усредняются за период 0,02 с. Средняя за период реактивная мощность вычисляется по средним за период значениям активной и полной мощности.

Электрическая энергия, как интеграл по времени от средней за период 0,02 с мощности, вычисляется для интервалов времени 30 мин.

Средняя активная (реактивная) электрическая мощность вычисляется как среднее значение мгновенных значений мощности на интервале времени усреднения 30 мин.

Цифровой сигнал с выходов счетчиков при помощи технических средств приема-передачи данных поступает на сервер, где осуществляется обработка измерительной информации, в частности вычисление электрической энергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, формирование и хранение поступающей информации, оформление отчетных документов. Также на сервере имеется возможность расчета потерь электроэнергии от точки измерений до точки поставки в случае использования данных от АИИС КУЭ в качестве замещающей информации либо для расчета величины сальдо перетоков электроэнергии по внутреннему сечению коммерческого учета. От сервера информация передается на АРМ энергосбытовой организации по выделенному каналу связи по протоколу ТСР/IP.

Передача информации от сервера ИВК или АРМ энергосбытовой организации коммерческому оператору (КО) и другим субъектам оптового рынка электроэнергии и мощности (ОРЭМ) производится в виде файлов в xml-формате по электронной почте с использованием электронной подписи согласно требованиям «Формат и регламент предоставления результатов измерений, состояний объектов измерений в АО «АТС», АО «СО ЕЭС» и смежным субъектам» (Приложение 11.1.1 к Положению о порядке получения статуса субъекта оптового рынка и ведения реестра субъектов оптового рынка электрической энергии и мощности).

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (СОЕВ), которая включает в себя часы счетчиков, часы сервера и УССВ. УССВ обеспечивает передачу шкалы времени, синхронизированной по сигналам глобальных навигационных спутниковых систем с национальной шкалой координированного времени РФ UTC(SU). Сравнение показаний часов сервера с УССВ осуществляется при каждом сеансе связи, но не реже 1 раза в сутки. Корректировка часов сервера производится при расхождении показаний часов сервера с УССВ более ± 1 с. Сравнение показаний часов счетчиков с часами сервера осуществляется во время сеанса связи со счетчиками, но не реже 1 раза в сутки. Корректировка часов счетчиков производится при расхождении показаний часов счетчиков с часами сервера более ± 1 с.

Журналы событий счетчиков и сервера отображают факты коррекции времени с обязательной фиксацией времени до и после коррекции или величины коррекции времени, на которую было скорректировано устройство.

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено. Маркировка заводского номера АИИС КУЭ ООО «Лента» ТЦ Л-136 г. Волгоград, ул. Космонавтов, 30, наносится на этикетку, расположенную на внешней поверхности серверного шкафа, типографским способом. Дополнительно заводской номер 015 указывается в паспорте-формуляре.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется ПО «АльфаЦЕНТР». ПО «АльфаЦЕНТР» обеспечивает защиту измерительной информации паролями в соответствии с правами доступа. Средством защиты данных при передаче является кодирование данных, обеспечиваемое программными средствами ПО «АльфаЦЕНТР». Метрологически значимая часть ПО «АльфаЦЕНТР» указана в таблице 1. Уровень защиты программного обеспечения от непреднамеренных и преднамеренных изменений – «высокий» в соответствии с Р 50.2.077-2014.

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО «АльфаЦЕНТР»

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	ac_metrology.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 12.1
Цифровой идентификатор ПО	3e736b7f380863f44cc8e6f7bd211c54
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5

Метрологические и технические характеристики

Состав измерительных каналов (ИК) и их основные метрологические и технические характеристики приведены в таблицах 2, 3.

Таблица 2 – Состав ИК АИИС КУЭ и их метрологические характеристики

Но- мер ИК	Наименование точки измере- ний	Измерительные компоненты				Сервер	Вид элек- троэнергии	Метрологические харак- теристики ИК	
		ТТ	ТН	Счетчики	УССВ			Границы до- пускае- мой основ- ной отно- сительной погрешно- сти (±δ), %	Границы до- пускаемой от- носительной погрешности в рабочих условиях (±δ), %
1	РП-2280 6 кВ, РУ-6 кВ, 1 СШ 6 кВ, яч. 18	ТПЛ-СЭЩ-10 Коэф. тр. 200/5 Кл.т. 0,5S Рег. № 54717-13	НТМИ-6-66 Коэф. тр. 6000/100 Кл.т. 0,5 Рег. № 2611-70	ПСЧ-4ТМ.05МК.00 Кл.т. 0,5S/1 Рег. № 64450-16	УССВ-2 Рег. № 54074-13	Сервер ООО «Лента»	Активная	1,4	2,1
							Реактивная	2,1	3,9
2	РП-2280 6 кВ, РУ-6 кВ, 2 СШ 6 кВ, яч. 17	ТПЛ-СЭЩ-10 Коэф. тр. 200/5 Кл.т. 0,5S Рег. № 54717-13	НТМИ-6-66 Коэф. тр. 6000/100 Кл.т. 0,5 Рег. № 2611-70	ПСЧ-4ТМ.05МК.00 Кл.т. 0,5S/1 Рег. № 64450-16			Активная	1,4	2,1
							Реактивная	2,1	3,9
Пределы допускаемой абсолютной погрешности часов компонентов АИИС КУЭ в рабочих условиях относительно шкалы времени UTC(SU)									±5 с

Примечания:

1 В качестве характеристик погрешности ИК установлены границы допускаемой относительной погрешности ИК при доверительной вероятности, равной 0,95.

2 Характеристики погрешности ИК указаны для измерений активной и реактивной электроэнергии на интервале времени 30 мин.

3 Погрешность в рабочих условиях указана для силы тока $I_{ном}$; $\cos\varphi = 0,8$ инд.

4 Допускается замена ТТ, ТН и счетчиков на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 2, при условии, что предприятие-владелец АИИС КУЭ не претендует на улучшение указанных в таблице 2 метрологических характеристик. Допускается замена УССВ на аналогичное утвержденного типа, а также замена сервера без изменения используемого ПО (при условии сохранения цифрового идентификатора ПО), а также замена ПО на аналогичное, с версией не ниже, указанной в таблице 1. Замена оформляется актом в установленном собственником АИИС КУЭ порядке. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть.

Таблица 3 – Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
Количество ИК	2
Нормальные условия: параметры сети: напряжение, % от $U_{ном}$ сила тока, % от $I_{ном}$ коэффициент мощности $\cos\varphi$ частота, Гц температура окружающей среды, °C	от 95 до 105 от 100 до 120 0,9 от 49,8 до 50,2 от +21 до +25
Условия эксплуатации: параметры сети: напряжение, % от $U_{ном}$ сила тока, % от $I_{ном}$ коэффициент мощности $\cos\varphi$ частота, Гц температура окружающей среды в месте расположения ТТ, °C температура окружающей среды в месте расположения счетчиков, °C температура окружающей среды в месте расположения сервера, °C	от 90 до 110 от 1 до 120 от 0,5 до 1,0 от 49,6 до 50,4 от -40 до +40 от +5 до +35 от +15 до +25
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: для счетчиков: среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч для УССВ: среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч для сервера: среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч	165000 2 74500 2 70000 1
Глубина хранения информации: для счетчиков: тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее при отключении питания, лет, не менее для сервера: хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее	45 10 3,5

Надежность системных решений:

защита от кратковременных сбоев питания сервера с помощью источника бесперебойного питания;

резервирование каналов связи: информация о результатах измерений может передаваться в организации-участники оптового рынка электроэнергии по электронной почте.

В журналах событий фиксируются факты:

- журнал счетчика:
 параметрирования;
 пропадания напряжения;
 коррекции времени в счетчике.
- журнал сервера:
 параметрирования;

пропадания напряжения;
коррекции времени в счетчике и сервере;
пропадание и восстановление связи со счетчиками.

Защищенность применяемых компонентов:

- механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:
счетчиков электрической энергии;
промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
испытательной коробки;
сервера.
- защита на программном уровне информации при хранении, передаче, параметрировании:
счетчиков электрической энергии;
сервера.

Возможность коррекции времени в:
счетчиках электрической энергии (функция автоматизирована);
сервере (функция автоматизирована).

Возможность сбора информации:
о состоянии средств измерений;
о результатах измерений (функция автоматизирована).

Цикличность:
измерений 30 мин (функция автоматизирована);
сбора не реже одного раза в сутки (функция автоматизирована).

Знак утверждения типа

наносится на титульные листы эксплуатационной документации на АИИС КУЭ типографским способом.

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 4.

Таблица 4 – Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество, шт./экз.
Трансформаторы тока	ТПЛ-СЭЩ-10	4
Трансформаторы напряжения	НТМИ-6-66	2
Счетчики электрической энергии многофункциональные	ПСЧ-4ТМ.05МК	2
Устройство синхронизации системного времени	УССВ-2	1
Сервер	—	1
Программное обеспечение	«АльфаЦЕНТР»	1
Паспорт-Формуляр	АСВЭ 146.00.000.015 ФО с Изменением № 1	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика измерений количества электрической энергии (мощности) с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электрической энергии ТЦ Л-136 г. Волгоград, ул. Космонавтов, 30 для оптового рынка электроэнергии», регистрационный номер в Федеральном информационном фонде ФР.1.34.2018.30841.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

ГОСТ 22261-94 Средства измерений электрических и магнитных величин. Общие технические условия

ГОСТ Р 8.596-2002 ГСИ. Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Автоматизация Комплект Учёт Проект»
(ООО «АКУП»)

ИНН 7725743133

Адрес: 115114, г. Москва, Даниловская набережная, д. 8, стр. 29А

Телефон: (985) 343-55-07

E-mail: proekt-akup@yandex.ru

Испытательный центр

Федеральное бюджетное учреждение «Ивановский ЦСМ»

Адрес: 153000, г. Иваново, ул. Почтовая, д. 31/42

Телефон: (4932) 32-84-85

Факс: (4932) 41-60-79

E-mail: post@csm.ivanovo.ru

Уникальный номер записи об аккредитации в реестре аккредитованных лиц
RA.RU.311781

В части вносимых изменений

Общество с ограниченной ответственностью «ЭнергоПромРесурс»

(ООО «ЭнергоПромРесурс»)

Адрес: 143443, Московская обл., г. Красногорск, мкр. Опалиха, ул. Ново-Никольская,
д. 57, офис 19

Телефон: (495) 380-37-61

E-mail: energopromresurs2016@gmail.com

Уникальный номер записи об аккредитации в реестре аккредитованных лиц
RA.RU.312047

Регистрационный № 78794-20

Лист № 1
Всего листов 6

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Дефектоскопы внутритрубные определения положения трубопровода

Назначение средства измерений

Дефектоскопы внутритрубные определения положение трубопровода (далее - дефектоскопы) предназначены для измерений глубины дефекта геометрии трубы выступающего внутрь и координаты дефекта вдоль оси трубы при проведении внутритрубного диагностирования магистральных нефтепроводов и нефтепродуктопроводов.

Описание средства измерений

Принцип действия дефектоскопов основан на определении угла отклонения измерительных рычагов, имеющих непосредственный контакт с внутренней стенкой трубопровода через полиуретановые элементы скольжения (накладки). При проходе накладки с бездефектного участка трубы на дефект происходит отклонение рычага, которое регистрируется дефектоскопами и в дальнейшем интерпретируется как геометрическая величина и координата положения дефекта вдоль оси трубы посредством программного обеспечения. Каждый из измерительных рычагов соединен со своим датчиком углового перемещения и поэтому регистрация геометрических дефектов трубопровода является многоканальной, по одному каналу на каждый рычаг.

Конструктивно дефектоскопы состоят из одной секции, несущим элементом которой является корпус, внутри которого располагается секция электроники. На фланцах корпуса крепятся: диск опорный, пояс опорный, блок измерительный, манжета с бампером и одометрами.

Блок измерительный имеет два пояса подпружиненных измерительных рычагов. Пояса рычагов сдвинуты друг относительно друга для обеспечения полного охвата накладками внутренней поверхности трубы при проведении внутритрубного диагностирования.

К настоящему типу средств измерений относятся дефектоскопы, указанные в таблице 1:

Таблица 1 – Типоразмеры дефектоскопов

Обозначение дефектоскопа	Заводской номер	Типоразмер (диаметр)	
		мм	дюйм
16-ОПТ.00-01.000	2160702	426	16
		530	20
28-ОПТ.00-01.000	2140510	720	28
		820	32
40-ОПТ.00-01.000	211930	1020	40
	2121100	1067	42
		1220	48

Дефектоскопы помимо типоразмера отличаются наличием дополнительного, не метрологического оборудования.

Так как каждый дефектоскоп предназначен для диагностики магистральных нефтепроводов и нефтепродуктопроводов нескольких диаметров, для лучшего прохождения изгибов трубопровода имеется комплект манжет разных размеров, которые устанавливаются перед проведением диагностики.

Нанесение знака поверки на дефектоскоп не предусмотрено.

Заводской номер наносится на дефектоскоп гравировкой или ударным методом в виде цифрового обозначения на бирку, закреплённую на корпусе дефектоскопа.

Пломбирование дефектоскопов не предусмотрено.

Фотографии общего вида и места нанесения заводского номера дефектоскопов представлены на рисунках 1-3.



Рисунок 1 – Общий вид внутритрубного дефектоскопа определения положения трубопровода
16-ОПТ.00-01.000

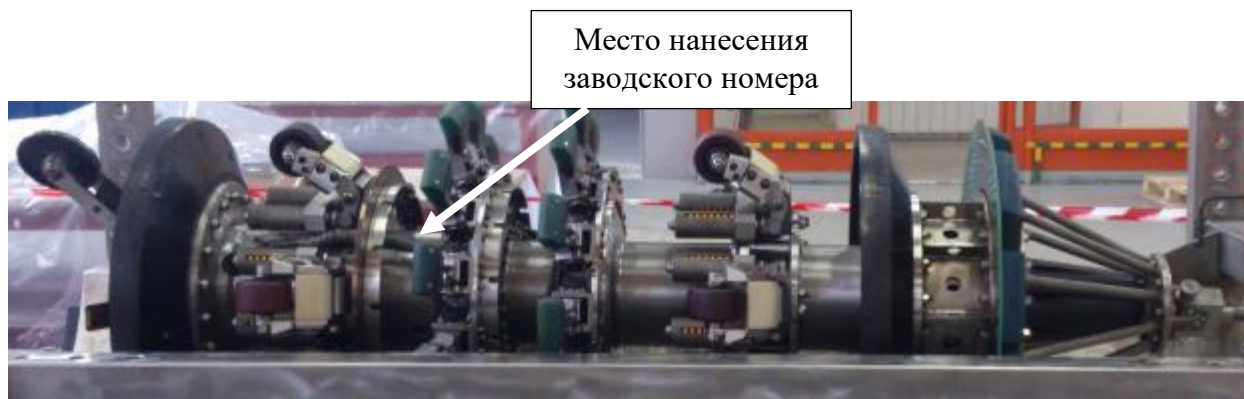


Рисунок 2 – Общий вид внутритрубного дефектоскопа определения положения трубопровода
28-ОПТ.00-01.000

Место нанесения
заводского номера

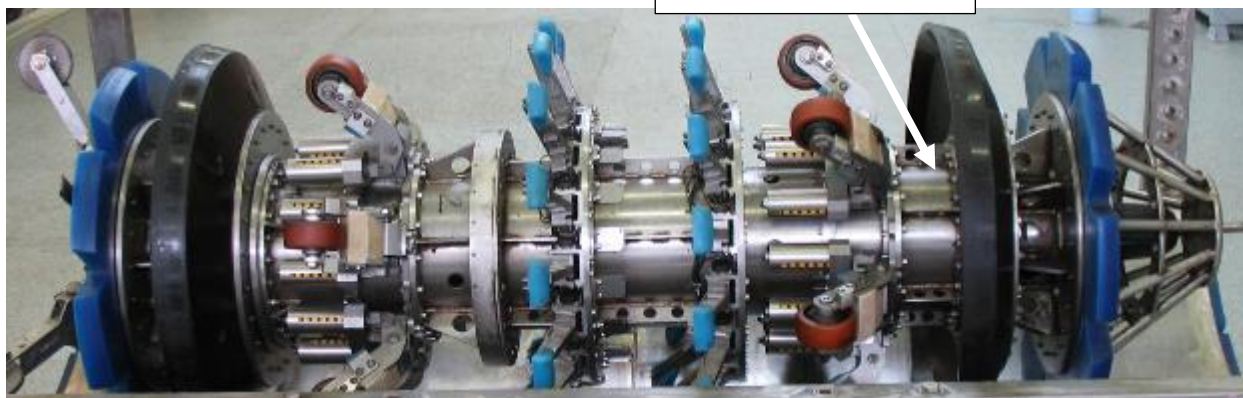


Рисунок 3 – Общий вид внутритрубного дефектоскопа определения положения трубопровода 40-ОПТ.00-01.000

Программное обеспечение

Программное обеспечение «Терминал ОПТ» (ПО), входящее в состав профилемеров, служит для подготовки и настройки оборудования перед проведением внутритрубного диагностирования.

Идентификационные данные ПО приведены в таблице 2.

Таблица 2 – Идентификационные данные программного обеспечения

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	Терминал ОПТ
Номер версии (идентификационный номер) ПО	22.0529.26 и выше
Цифровой идентификатор ПО	-

Защита ПО от преднамеренных и непреднамеренных воздействий соответствует уровню «средний» согласно Р 50.2.077-2014.

Метрологические и технические характеристики

Таблица 3 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений координат дефекта* (вдоль оси трубы), мм: – для модификации 16-ОПТ.00-01.000 – для модификаций 28-ОПТ.00-01.000 и 40-ОПТ.00-01.000	от 278 до 18000 от 418 до 18000
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений координат дефекта (вдоль оси трубы), мм	$\pm(34+0,0083 \cdot L)^{**}$
Диапазон измерений глубины дефекта, выступающего внутрь, мм – для модификации 16-ОПТ.00-01.000 типоразмера 426 мм – для модификации 16-ОПТ.00-01.000 типоразмера 530 мм – для модификации 28-ОПТ.00-01.000 типоразмера 720 мм – для модификации 28-ОПТ.00-01.000 типоразмера 820 мм – для модификации 40-ОПТ.00-01.000 типоразмера 1020 мм – для модификации 40-ОПТ.00-01.000 типоразмера 1067 мм – для модификации 40-ОПТ.00-01.000 типоразмера 1220 мм	от 4 до 60 от 4 до 75 от 4 до 107 от 4 до 117 от 4 до 153 от 4 до 158 от 4 до 185
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений глубины дефекта, выступающего внутрь, мм	± 2
* Координаты дефекта – координата начала дефекта и координата конца дефекта	
** Где L – измеренная координата начала или конца дефекта (вдоль оси трубы), мм.	

Таблица 4 – Технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Наружный диаметр обследуемого трубопровода, мм	от 426 до 1220
Рабочая среда эксплуатации	нефть, нефтепродукты и неагрессивные жидкости
Максимальное давление в трубопроводе, МПа	14
Допускаемая скорость движения дефектоскопа, м/с	от 0,2 до 6,0
Допускаемая овальность трубопровода, % от Дн, не более	6
Максимальная протяженность участка, обследуемого за один пропуск при средней скорости движения 1 м/с, км	от 240 до 350
Температура среды эксплуатации, °С -16-ОПТ.00-01.000; - 28-ОПТ.00-01.000, 40-ОПТ.00-01.000.	от – 15 до + 60 от – 15 до + 50
Температура хранения, °С	от 0 до + 35
Температура транспортирования, °С	от – 40 до + 50
Длина дефектоскопа, мм, не более: -16-ОПТ.00-01.000; - 28-ОПТ.00-01.000; -40-ОПТ.00-01.000.	от 1329 до 1501 2280 3186
Масса дефектоскопа (включая батареи и транспортировочно-запасовочное устройство), кг, не более -16-ОПТ.00-01.000; -28-ОПТ.00-01.000; -40-ОПТ.00-01.000.	от 355 до 385 от 1290 до 1320 от 2090 до 2190
Срок службы дефектоскопов, лет, не менее	6
Маркировка взрывозащиты: -16-ОПТ.00-01.000; -28-ОПТ.00-01.000, 40-ОПТ.00-01.000.	0Exds[ia]IBT5 X 0Exds[ia]IAT5 X

Знак утверждения типа

наносится на титульном листе руководства по эксплуатации в правом верхнем углу методом печати.

Комплектность средства измерения

Таблица 5 – Комплектность дефектоскопа 16-ОПТ.00-01.000

Наименование	Обозначение	Количество
Дефектоскоп внутритрубный определения положения трубопровода	16-ОПТ.00-01.000	1 шт.
Комплект сменных частей для типоразмера 530 мм	16-ОПТ.00-11.000	1 компл.
Транспортировочно-запасовочное устройство	16-ОПТ.00-28.000	1 компл.
Комплект вспомогательного оборудования	16-ОПТ.00-20.000	1 компл.
Комплект запасных частей	16-ОПТ.00-17.000	1 компл.
Комплект инструмента и принадлежностей	16-ОПТ.00-18.000	1 компл.
Комплект калибровочный	16-ОПТ.00-31.000	1 компл.
Комплект терминала	16-ОПТ.00-60.000	1 компл.
Комплект эксплуатационных документов	-	1 компл.

Таблица 6 – Комплектность дефектоскопа 28-ОПТ.00-01.000

Наименование	Обозначение	Количество
Дефектоскоп внутритрубный определения положения трубопровода	28-ОПТ.00-01.000	1 шт.
Комплект сменных частей для типоразмера 32"	28-ОПТ.00-11.000	1 компл.
Транспортировочно-запасовочное устройство	28-ОПТ.00-28.000	1 компл.
Комплект вспомогательного оборудования	28-ОПТ.00-20.000	1 компл.
Комплект запасных частей	28-ОПТ.00-17.000	1 компл.
Комплект инструмента и принадлежностей	28-ОПТ.00-18.000	1 компл.
Комплект калибровочный	28-ПРН.01-31.000	1 компл.
Комплект терминала	40-ПРН.01-60.000	1 компл.
Комплект эксплуатационных документов	-	1 компл.

Таблица 7 – Комплектность дефектоскопа 40-ОПТ.00-01.000

Наименование	Обозначение	Количество
Дефектоскоп внутритрубный определения положения трубопровода	40-ОПТ.00-01.000	1 шт.
Комплект сменных частей для типоразмера 42"	40-ОПТ.00-11.000	1 компл.
Комплект сменных частей для типоразмера 48"	40-ОПТ.00-12.000	1 компл.
Транспортировочно-запасовочное устройство	40-ОПТ.00-28.000	1 компл.
Комплект вспомогательного оборудования	40-ОПТ.00-20.000	1 компл.
Программа интерпретации данных	RU.18024722.00041	1 шт.
Комплект запасных частей	40-ОПТ.00-19.000	1 компл.
Комплект инструмента и принадлежностей	40-ОПТ.00-18.000	1 компл.
Комплект калибровочный	40-ПРН.00-31.000	1 компл.
Программное обеспечение терминала дефектоскопа определения положения трубопровода	22.0604	1 компл.
Комплект эксплуатационных документов	-	1 компл.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документах: 16-ОПТ.00-01.000 РЭ «Внутритрубный дефектоскоп определения положения трубопровода. Руководство по эксплуатации», раздел 2 «Использование по назначению»; 28-ОПТ.00-01.000 РЭ «Внутритрубный дефектоскоп определения положения трубопровода. Руководство по эксплуатации», раздел 2 «Использование по назначению»; 40-ОПТ.00-01.000 РЭ «Внутритрубный дефектоскоп определения положения трубопровода. Руководство по эксплуатации», раздел 2 «Использование по назначению».

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к средству измерений

ТУ 4834-097-18024722-2013 Внутритрубные дефектоскопы определения положения трубопровода типа ОПТ. Технические условия

Изготовитель

Акционерное общество «Транснефть - Диаскан»
(АО «Транснефть - Диаскан»)
ИНН 5072703668

Адрес: Московская обл., г. Луховицы, ул. Куйбышева, д. 7

Испытательный центр

Федеральное государственное унитарное предприятие «Всероссийский научно-исследовательский институт оптико-физических измерений»
(ФГУП «ВНИИОФИ»)

Адрес: 119361, г. Москва, ул. Озерная, д. 46

Адрес места осуществления деятельности: 119361, Россия, г. Москва, ул. Озёрная, д. 46

Уникальный номер записи об аккредитации в реестре аккредитованных лиц в области обеспечения единства измерений 30003-2014

В части вносимых изменений

Федеральное государственное унитарное предприятия «Всероссийский научно-исследовательский институт физико-технических и радиотехнических измерений»
(ФГУП «ВНИИФТРИ»)

Адрес: 141570, РОССИЯ, Московская обл., г. Солнечногорск, р. п. Менделеево, промзона ФГУП «ВНИИФТРИ»

Адрес места осуществления деятельности: 141570, Россия, Московская обл., г. Солнечногорск, р. п. Менделеево, промзона ФГУП «ВНИИФТРИ»

Уникальный номер записи об аккредитации в реестре аккредитованных лиц в области обеспечения единства измерений 30002-13

Регистрационный № 81884-21

Лист № 1
Всего листов 6

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система измерений количества и параметров нефти сырой (СИКНС) ДНС-1 Малочерногорского месторождения

Назначение средства измерений

Система измерений количества и параметров нефти сырой (СИКНС) ДНС-1 Малочерногорского месторождения (далее – СИКНС) предназначена для измерения массы нетто сырой нефти.

Описание средства измерений

Принцип действия СИКНС основан на прямом методе динамических измерений с помощью преобразователей массового расхода жидкости. Выходные сигналы преобразователей расхода, давления, температуры, плотности, объемной доли воды в нефти по линиям связи поступают в систему обработки информации, которая принимает информацию и производит вычисление массы и показателей качества нефти по реализованному в ней алгоритму.

Конструктивно СИКНС представляет собой единичный экземпляр измерительной системы, спроектированной и смонтированной для конкретного объекта из компонентов серийного производства. В состав СИКНС входит:

1) Блок измерительных линий (БИЛ), состоящий из трех измерительных линий (двух рабочих, одной контрольно-резервной).

2) Блок измерений параметров нефти сырой (БИК), предназначенный для измерения показателей качества нефти.

3) Система сбора и обработки информации (СОИ), предназначенная для сбора и обработки информации, поступающей от измерительных преобразователей, а также для вычислений, индикации и регистрации результатов измерений.

В состав СИКНС входят автономные измерительные блоки, представленные средствами измерений, приведёнными в таблице 1.

Таблица 1 – Состав СИКНС

Наименование и тип средства измерений	Место установки	Регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений
Расходомеры массовые Promass мод. Promass 83F	БИЛ	15201-11
Преобразователи давления измерительные 3051S	БИЛ, БИК	66525-17

Наименование и тип средства измерений	Место установки	Регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений
Преобразователи давления измерительные 3051	БИЛ, БИК	14061-99* 14061-04 14061-10*
Преобразователи давления измерительные АИР-20/М2	БИЛ, БИК	63044-16*
Датчики давления Метран-150 мод. Метран-150TG	БИЛ, БИК	32854-09
Преобразователи измерительные Rosemount 3144Р	БИЛ, БИК	56381-14
Термопреобразователи сопротивления Rosemount 0065	БИЛ, БИК	53211-13
Преобразователи измерительные к датчикам температуры 644	БИЛ, БИК	14683-00*
Преобразователи измерительные 644	БИЛ, БИК	14683-04*
Термопреобразователи сопротивления платиновые 65	БИЛ, БИК	22257-01* 22257-05*
Датчики температуры 644	БИЛ, БИК	39539-08*
Датчики температуры ТСПТ Ех	БИЛ, БИК	75208-19*
Термопреобразователи прецизионные ПТ 0304-ВТ	БИЛ, БИК	77963-20*
Преобразователи плотности жидкости измерительные 7835	БИК	15644-01 15644-06*
Влагомеры нефти поточные УДВН-1пм мод. УДВН-1пм	БИК	14557-05 14557-10 14557-15
Комплексы измерительно-вычислительные ОКТОПУС-Л (ОСТОРUS-L)	СОИ	43239-15 76279-19
Примечания 1) Средства измерений помеченные * находятся в резерве. При необходимости средства измерений эксплуатирующиеся в составе СИКНС могут быть заменены на находящиеся в резерве. 2) В состав СИКНС входят показывающие средства измерений давления и температуры нефти утвержденных типов.		

СИКН обеспечивает выполнение следующих функций:

- измерение массового расхода нефти сырой через СИКНС;
- автоматизированное вычисление массы нетто нефти сырой;
- автоматическое измерение технологических параметров (температуры и давления);
- автоматическое измерение показателей качества нефти (плотности и массовой доли воды в нефти);
- отображение (индикацию), регистрацию и архивирование результатов измерений;
- поверку преобразователей массового расхода на месте эксплуатации без прекращения учётных операций;
- контроль метрологических характеристик преобразователей массового расхода, преобразователя плотности и поточного влагомера на месте эксплуатации без прекращения товарно-коммерческих операций;
- отбор объединённой пробы нефти по ГОСТ 2517-2012;
- получения 2- часовых, сменных, суточных и месячных отчётов, актов приёма-сдачи нефти, паспортов качества и журналов регистрации показаний средств измерений с выводом

данных на дисплей и на печатающее устройство;

- дистанционное управление запорной арматурой;
- контроль герметичности запорной арматуры, влияющей на результат измерений по СИКН.

Место расположения СИКНС, заводской номер 01: ДНС-1 Малочерногорского месторождения. Пломбирование средств измерений, находящихся в составе СИКНС осуществляется согласно требований их описаний типа или МИ 3002-2006. Заводской номер в виде цифрового обозначения нанесён типографским способом на информационную табличку установленную возле блока измерительных линий СИКНС. Нанесение знака поверки на СИКНС не предусмотрено.

Общий вид СИКНС представлен на рисунке 1.



Рисунок 1 – Общий вид СИКНС



Рисунок 2 – Место нанесения заводского номера

Программное обеспечение

СИКН имеет программное обеспечение (далее – ПО), представленное встроенным прикладным ПО комплекса измерительно-вычислительного ОКОПУС-Л (ОСТОПУС-L) и ПО АРМ оператора «ЦДС-Менеджер». Идентификационные данные программного обеспечения приведены в таблице 2.

Уровень защиты программного обеспечения «средний» в соответствии с Р 50.2.077-2014.

Таблица 2 – Идентификационные данные программного обеспечения

Идентификационные данные (признаки)	ИВК ОКОПУС-Л		ЦДС-Менеджер
Идентификационное наименование ПО	Formula.o		—
Номер версии (идентификационный номер) ПО	6.15	1.000	3.4.2.373
Цифровой идентификатор ПО	5ED0C426	E4430874	—
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	CRC32		—

Метрологические и технические характеристики

Таблица 3 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Диапазон массового расхода, т/ч	от 16 до 87
Пределы допускаемой относительной погрешности массы нетто сырой нефти, %	±0,35

Таблица 4 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Количество измерительных линий	3 (2 рабочие, 1 контрольно-резервная)
Измеряемая среда	сырая нефть
Характеристики измеряемой среды: – температура, °С – давление, МПа – плотность при температуре +20 °С, кг/м ³ – кинематическая вязкость при температуре +20 °С, мм ² /с, не более – массовая доля воды в нефти, %, не более – массовая доля механических примесей, %, не более – массовая концентрация хлористых солей, мг/дм ³ , не более – объёмная доля растворённого газа, м ³ /м ³ , не более – содержание свободного газа	от +10 до +40 от 0,24 до 2,50 от 790 до 870 40 0,5 0,05 300 не допускается не допускается
Режим работы	непрерывный
Температура окружающего воздуха, °С: – для первичных измерительных преобразователей – для ИВК и АРМ оператора	от +10 до +25 от +22 до +25

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист инструкции по эксплуатации СИКНС типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 5 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество, экз.
Система измерений количества и параметров нефти сырой (СИКНС) ДНС-1 Малочерногорского месторождения, заводской номер 01	–	1
Инструкция по эксплуатации	–	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе ВЯ-1911/2025 «Масса сырой нефти. Методика измерений системой измерений количества и параметров нефти сырой (СИКНС) ДНС-1 Малочерногорского месторождения», аттестованном ФБУ «Тюменский ЦСМ», свидетельство об аттестации № 1911/01.00248-2014/2025 от 09.04.2025 г.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

Приказ Росстандарта от 26 сентября 2022 г. № 2356 «Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений массы и объема жидкости в потоке, объема жидкости и вместимости при статических измерениях, массового и объемного расходов жидкости»

Правообладатель

Акционерное общество «Корпорация Югранефть»
(АО «Корпорация Югранефть»)
ИНН 8603037291

Юридический адрес: 628616, Ханты-Мансийский автономный округ-Югра, г.о. Нижневартовск, г. Нижневартовск, ул. Ленина, зд. 17/П, кабинет 316А

Изготовитель

Акционерное общество «Корпорация Югранефть»
(АО «Корпорация Югранефть»)

Адрес: 628616, Ханты-Мансийский автономный округ-Югра, г.о. Нижневартовск, г. Нижневартовск, ул. Ленина, зд. 17/П, кабинет 316А

Испытательный центр

Федеральное бюджетное учреждение «Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и испытаний в Тюменской и Курганской областях, Ханты-Мансийском автономном округе - Югре, Ямало-Ненецком автономном округе»

(ФБУ «Тюменский ЦСМ»)

Адрес: 625027, Тюменская обл., г.о. город Тюмень, г. Тюмень, ул. Минская, д. 88

Телефон: (3452) 500-532

Web-сайт: <https://тцсм.рф>

E-mail: info@csм72.ru

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц RA.RU.311495

Регистрационный № 81889-21

Лист № 1
Всего листов 8

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система измерений количества и показателей качества нефтепродуктов № 38
ЛПДС «8-Н»

Назначение средства измерений

Система измерений количества и показателей качества нефтепродуктов № 38 ЛПДС «8-Н» (далее – СИКН) предназначена для автоматизированных измерений массы нефтепродуктов.

Описание средства измерений

Принцип действия СИКН основан на использовании прямого метода динамических измерений массы нефтепродуктов.

При прямом методе динамических измерений массу нефтепродуктов измеряют непосредственно с применением измерительных компонентов массового расхода.

СИКН заводской № 38 представляет собой единичный экземпляр измерительной системы целевого назначения, спроектированной для конкретного объекта и состоящей из блока измерительных линий в составе четырех измерительных линий (ИЛ), блока измерений показателей качества нефтепродуктов (далее – БИК), системы сбора, обработки информации и управления и системы дренажа нефтепродуктов. В вышеприведенные технологические блоки входят измерительные компоненты, по своему функционалу участвующие в измерениях массы нефтепродуктов, контроле и измерениях показателей качества нефтепродуктов, контроле технологических режимов работы СИКН. Монтаж и наладка СИКН осуществлены непосредственно на объекте эксплуатации в соответствии с проектной и эксплуатационной документацией на СИКН и ее компоненты.

Измерительные компоненты СИКН, участвующие в измерениях массы нефтепродуктов, контроле и измерениях показателей качества нефтепродуктов, приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Состав СИКН

Наименование измерительного компонента	Регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений
Расходомеры-счетчики массовые OPTIMASS x400 (далее – РМ)	53804-13
Счетчики-расходомеры массовые Micro Motion мод. DS, DH, DT, DL, CMF, F, R, T, CNG050, H, LF (далее - РМ)	45115-10
Датчики температуры TMT142R	63821-16
Датчики температуры Rosemount 644, 3144P	63889-16
Термопреобразователи прецизионные ПТ 0304-BT	77963-20
Датчики давления Метран-150	32854-13
Преобразователь давления измерительный АИР-20/М2	63044-16
Преобразователь плотности и расхода CDM	63515-16
Преобразователь плотности жидкости «ТН-Плотномер-25-6,3»*	77871-20
Расходомер-счетчик ультразвуковой OPTISONIC 3400	57762-14
Комплексы измерительно-вычислительные ТН-01 (далее – ИВК)	67527-17

* Применяется при температуре среды от +5 до +40 °С.

В состав СИКН входят показывающие измерительные компоненты утвержденных типов:

- манометры и термометры для местной индикации давления и температуры.
- СИКН обеспечивает выполнение следующих основных функций:
- автоматические измерения массового расхода и массы нефтепродуктов прямым методом динамических измерений в рабочем диапазоне расхода, температуры, давления, плотности;
 - автоматические измерения плотности нефтепродуктов;
 - измерения давления и температуры нефтепродуктов автоматические и с помощью показывающих средств измерений давления и температуры нефтепродуктов соответственно;
 - проведение контроля метрологических характеристик (КМХ) рабочего РМ с применением контрольно-резервного РМ, применяемого в качестве контрольного;
 - проведение КМХ и поверки РМ с применением установки трубопоршневой;
 - автоматический и ручной отбор проб нефтепродуктов согласно ГОСТ 2517-2012 «Нефть и нефтепродукты. Методы отбора проб»;
 - автоматический контроль параметров нефтепродуктов, их индикацию и сигнализацию нарушений установленных границ;
 - защиту информации от несанкционированного доступа установкой логина и паролей разного уровня доступа.

Заводской номер СИКН нанесен типографским способом на маркировочную табличку, закрепленную на площадке СИКН. Формат нанесения заводского номера – цифровой. Пломбирование СИКН и нанесение знака поверки на СИКН не предусмотрено.

Программное обеспечение

Программное обеспечение (ПО) обеспечивает реализацию функций СИКН.

ПО СИКН реализовано в ИВК и автоматизированных рабочих местах (АРМ) оператора СИКН. Идентификационные данные ПО ИВК указаны в таблице 2. ПО АРМ оператора не содержит метрологически значимой части.

Уровень защиты ПО «высокий» в соответствии с Р 50.2.077-2014 «ГСИ. Испытания средств измерений в целях утверждения типа. Проверка защиты программного обеспечения».

Таблица 2 – Идентификационные данные ПО ИВК

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	AnalogConverter.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.2.2.1
Цифровой идентификатор ПО	d1d130e5
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	CRC32
Идентификационное наименование ПО	SIKNCalc.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.2.2.1
Цифровой идентификатор ПО	6ae1b72f
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	CRC32
Идентификационное наименование ПО	Sarasota.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.1.18
Цифровой идентификатор ПО	1994df0b
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	CRC32
Идентификационное наименование ПО	PP_78xx.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.1.20
Цифровой идентификатор ПО	6aa13875
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	CRC32
Идентификационное наименование ПО	MI1974.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.1.30
Цифровой идентификатор ПО	d0f37dec
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	CRC32
Идентификационное наименование ПО	MI3233.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.1.28
Цифровой идентификатор ПО	58049d20
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	CRC32
Идентификационное наименование ПО	MI3265.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.1.30
Цифровой идентификатор ПО	587ce785
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	CRC32
Идентификационное наименование ПО	MI3266.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.1.29
Цифровой идентификатор ПО	f41fde70
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	CRC32
Идентификационное наименование ПО	MI3267.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.1.24
Цифровой идентификатор ПО	4fb52bab
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	CRC32

Продолжение таблицы 2

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	MI3287.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.1.37
Цифровой идентификатор ПО	b3b9b431
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	CRC32
Идентификационное наименование ПО	MI3312.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.1.30
Цифровой идентификатор ПО	f3578252
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	CRC32
Идентификационное наименование ПО	MI3380.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.1.47
Цифровой идентификатор ПО	76a38549
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	CRC32
Идентификационное наименование ПО	KMH_PP.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.1.17
Цифровой идентификатор ПО	5b181d66
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	CRC32
Идентификационное наименование ПО	KMH_PP_AREOM.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.3.3.1
Цифровой идентификатор ПО	62b3744e
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	CRC32
Идентификационное наименование ПО	MI2816.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.1.5
Цифровой идентификатор ПО	c5136609
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	CRC32
Идентификационное наименование ПО	MI3151.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.1.21
Цифровой идентификатор ПО	c25888d2
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	CRC32
Идентификационное наименование ПО	MI3272.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.1.50
Цифровой идентификатор ПО	4ecfdc10
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	CRC32
Идентификационное наименование ПО	KMH_MPR_MPR.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.1.4
Цифровой идентификатор ПО	82dd84f8
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	CRC32

Продолжение таблицы 2

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	MI3288.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.1.14
Цифровой идентификатор ПО	c14a276b
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	CRC32
Идентификационное наименование ПО	MI3155.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.1.30
Цифровой идентификатор ПО	8da9f5c4
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	CRC32
Идентификационное наименование ПО	MI3189.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.1.21
Цифровой идентификатор ПО	41986ac5
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	CRC32
Идентификационное наименование ПО	KMH_PV.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.2.1
Цифровой идентификатор ПО	adde66ed
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	CRC32
Идентификационное наименование ПО	KMH_PW.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.1.2
Цифровой идентификатор ПО	2a3adf03
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	CRC32
Идентификационное наименование ПО	MI2974.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.1.21
Цифровой идентификатор ПО	c73ae7b9
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	CRC32
Идентификационное наименование ПО	MI3234.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.1.34
Цифровой идентификатор ПО	df6e758c
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	CRC32
Идентификационное наименование ПО	GOSTR8908.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.1.33
Цифровой идентификатор ПО	37cc413a
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	CRC32
Примечание – Допускается ограничивать количество программных модулей ИБК в зависимости от функционального назначения в применяемой измерительной системе	

Метрологические и технические характеристики

Метрологические и основные технические характеристики СИКН приведены в таблицах 3, 4.

Таблица 3 – Метрологические характеристики СИКН

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений массового расхода нефтепродуктов, т/ч	от 200 до 946*
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нефтепродуктов, %	$\pm 0,25$
* – указан максимальный диапазон измерений. Фактический диапазон измерений определяется при проведении поверки, фактический диапазон измерений не может превышать максимальный диапазон измерений.	

Таблица 4 – Основные технические характеристики СИКН

Наименование характеристики	Значение
Количество измерительных линий, шт.	4 (3 рабочие, 1 контрольно-резервная)
Избыточное давление измеряемой среды, МПа: - минимальное - рабочее - давление номинальное	0,4 до 6,3 6,3
Измеряемая среда	топливо дизельное ЕВРО по ГОСТ 32511-2013 (ЕН590:2009) «Топливо дизельное ЕВРО. Технические условия»
Вязкость кинематическая в рабочем диапазоне температуры измеряемой среды, мм ² /с (сСт)	от 2,0 до 4,5
Плотность в рабочем диапазоне температуры измеряемой среды, кг/м ³	от 800 до 860
Температура перекачиваемого нефтепродукта, °С: - минимальная - максимальная	-10 +40
Параметры электрического питания: - напряжение переменного тока, В - частота переменного тока, Гц	380 $\pm$ 38, трехфазное 220 $\pm$ 22, однофазное 50 $\pm$ 1
Срок службы, лет, не менее	25
Средняя наработка на отказ, ч	20000

Знак утверждения типа наносится

наносится на титульном листе инструкции по эксплуатации СИКН типографским способом.

Комплектность средства измерений

Комплектность СИКН приведена в таблице 5.

Таблица 5 – Комплектность СИКН

Наименование	Обозначение	Количество
Система измерений количества и показателей качества нефтепродуктов № 38 ЛПДС «8-Н»	—	1 шт.
Инструкция по эксплуатации	—	1 экз.
Методика поверки	—	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Инструкция. Масса нефтепродуктов. Методика измерений системой измерений количества и показателей качества нефтепродуктов № 38 ЛПДС «8-Н» Брянского районного управления АО «Транснефть-Дружба», свидетельство об аттестации методики (метода) измерений № 382-RA.RU.312546-2023 от 08.09.2023, номер записи об аккредитации в реестре аккредитованных лиц АО «Транснефть - Метрология» RA.RU.312546.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

Постановление Правительства Российской Федерации от 16 ноября 2020 г. № 1847 «Об утверждении перечня измерений, относящихся к сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений» пункт 6.3.1

Приказ Росстандарта от 26 сентября 2022 года № 2356 «Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений массы и объема жидкости в потоке, объема жидкости и вместимости при статических измерениях, массового и объемного расходов жидкости»

Правообладатель

Акционерное общество «Транснефть - Дружба»
(АО «Транснефть – Дружба»)
ИНН 3235002178
Юридический адрес: 241020, г. Брянск, ул. Уральская, д. 113

Изготовитель

Акционерное общество «Транснефть - Метрология»
(АО «Транснефть - Метрология»)
ИНН 7723107453
Адрес: 123112, г. Москва, Пресненская набережная, д. 4, стр. 2
Телефон: (495) 950-87-00
Факс: (495) 950-85-97
E-mail: cmo@cmo.transneft.ru

Испытательный центр

Всероссийский научно-исследовательский институт расходомерии – филиал
Федерального государственного унитарного предприятия «Всероссийский
научно-исследовательский институт метрологии им. Д.И. Менделеева»

(ВНИИР – филиал ФГУП «ВНИИМ им. Д.И. Менделеева»)

Адрес: 420088, Республика Татарстан, г. Казань, ул. 2-ая Азинская, д. 7 «а»

Юридический адрес: 190005, Россия, г. Санкт-Петербург, пр-кт Московский, д. 19

Телефон: (843) 272-70-62

Факс: (843) 272-00-32

E-mail: office@vniir.org

Уникальный номер записи об аккредитации в реестре аккредитованных лиц
RA.RU.310592

В части вносимых изменений

Акционерное общество «Транснефть – Автоматизация и Метрология»

(АО «Транснефть – Автоматизация и Метрология»)

Адрес: 123112, г. Москва, Пресненская наб., д. 4, стр. 2

Телефон: (495) 950-87-00

Факс: (495) 950-85-97

Web-сайт: <https://metrology.transneft.ru/>

E-mail: tam@transneft.ru

Уникальный номер записи об аккредитации в реестре аккредитованных лиц
№ RA.RU.313994